Affaires indiennes et du Nord Canada

Indian and Northern Affairs Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel

2010

Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada | Indian and Northern Affairs Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2010

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord, des Affaires indiennes et du Nord Canada.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site Web suivant : www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/.

Canada

Le contenu de cette publication ou de ce produit peut être reproduit en tout ou en partie, et par quelque moyen que ce soit, sous réserve que la reproduction soit effectuée uniquement à des fins personnelles ou publiques mais non commerciales, sans frais ni autre permission, à moins d'avis contraire. On demande seulement de faire preuve de diligence raisonnable en assurant l'exactitude du matériel reproduit ; d'indiquer le titre complet du matériel reproduit et l'organisation qui en est l'auteur ; d'indiquer que la reproduction est une copie d'un document officiel publié par le gouvernement du Canada et que la reproduction n'a pas été faite en association avec le gouvernement du Canada ni avec l'appui de celui-ci.

La reproduction et la distribution à des fins commerciales sont interdites, sauf avec la permission écrite de l'administrateur des droits d'auteur de la Couronne du gouvernement du Canada, Travaux publics et Services gouvernementaux (TPSGC). Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec TPSGC au :
613-996-6886 ou droitdauteur.copyright@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

www.ainc-inac.gc.ca
1 800 567-9604
ATS seulement 1 866 553-0554

QS-8509-110-FF-A1
ISSN :1193-6169 (print)
ISSN : 1497-1453 (online)

© Ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien, 2011

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas Annual Report 2010

Message de l'honorable John Duncan, c.p., député,
Ministre des Affaires autochtones et du développement du Nord canadien

L'exploration du potentiel des ressources pétrolières dans l'Arctique fait l'objet d'une attention croissante de la part de nos voisins de l'Arctique et sur le plan international. La question de la part de ces ressources dont bénéficiera le Canada est un facteur important dans la construction d'un avenir économique prometteur pour l'ensemble des Canadiens.

Le gouvernement travaille avec les résidants du Nord, les groupes autochtones et l'industrie pour renforcer les partenariats dans les activités d'exploration pétrolière et gazière, et ce, afin de mieux soutenir le développement du Nord, ainsi que la science et la recherche dans cette région. Nous continuons à consacrer plus de ressources et d'attention que jamais aux enjeux qui touchent le Nord et nous demeurons déterminés à l'aider à réaliser son immense potentiel.

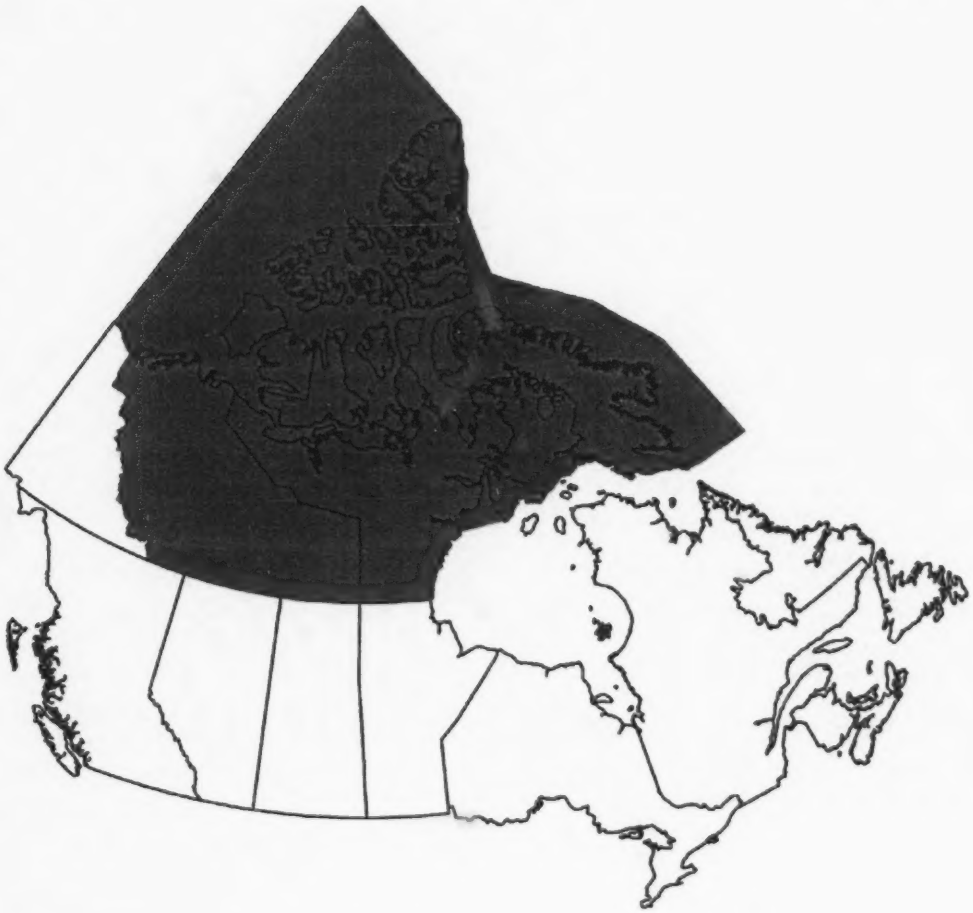
L'intérêt envers l'exploration pétrolière et gazière va en grandissant. En 2010, la reprise des demandes de permis de prospection en réaction aux appels de candidatures et appels d'offres pour la partie centrale et le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort a permis de constater le regain d'énergie de l'industrie. L'Office national de l'énergie a également approuvé les demandes liées à la construction et à l'exploitation du projet gazier Mackenzie. Cette décision marque une étape clé du projet. Dans son rapport de décision, l'Office remarque que « le projet contribuerait à forger des collectivités fortes et autonomes qui continuent de s'occuper de la terre et des gens du Nord. Cela rejaillirait sur l'ensemble des Canadiens. »

Le développement doit également avoir lieu de manière équilibrée et dans une optique où l'environnement est une priorité. Au cours de la dernière année, on a été davantage sensibilisé aux risques découlant du forage en mer. À cet égard, le gouvernement du Canada continue à soutenir les entreprises qui prévoient la prise de bonnes décisions environnementales. En 2010, le ministère a lancé le partenariat de l'évaluation environnementale régionale de Beaufort. L'évaluation permettra de mener des recherches environnementales et socioéconomiques afin que le Canada soit en mesure de prendre des décisions éclairées concernant la réglementation d'éventuelles activités pétrolières et gazières.

Dans le cadre de la Stratégie pour le Nord, le gouvernement procède actuellement à la modernisation des systèmes de réglementation dans le Nord tout en favorisant le développement économique et social de la région et en y renforçant la gérance environnementale.

C'est avec plaisir que je dépose au Parlement le rapport annuel sur l'administration des terres pétrolifères et gazifères des Territoires du Nord-Ouest, du Nunavut et des mers du Nord pour l'année se terminant le 31 décembre 2010, comme le prévoit l'article 109 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Je vous invite à consulter le rapport pour obtenir davantage de renseignements sur l'exploration pétrolière et gazière au Canada et sur la mise en valeur de ces ressources au cours de la dernière année.

John Duncan
Juin 2011



Terres domaniales[1] relevant de la compétence administrative du ministre des Affaires Indiennes et du Nord canadien

[1]Les «terres domaniales» sont définies à la section 2 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, comme suis :
« terres domaniales » Les terres qui appartiennent à Sa Majesté du chef du Canada ou dont elle peut légalement aliéner ou exploiter les ressources naturelles, et qui sont situées :

a) soit dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut ou dans l'île de Sable;

b) soit dans les zones sous-marines non comprises dans le territoire d'une province, et faisant partie des eaux intérieures, de la mer territoriale ou du plateau continental du Canada.

Est toutefois exclue la zone adjacente au sens de l'article 2 de la *Loi sur le Yukon*.

Table des matières

PÉTROLE ET GAZ DU NORD 7
INTRODUCTION 7
2010 en bref 8
Histoire de l'exploitation dans le nord 9
RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES 10
GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ 13
ATTRIBUTION DES DROITS 13
Attribution et cessation de permis en 2010 14
Déclarations de découvertes importantes et exploitables 15
ADMINISTRATION DES INTÉRÊTS 16
Permis de prospection 16
Administration des dépôts de garantie 18
Retombées économiques 19
CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES 20
Outil de gestion de l'environnement et des ressources pétrolières 20
Fonds pour l'étude de l'environnement 21
Évaluation environnementale régionale de Beaufort 22
ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD 23
OPÉRATIONS DANS LE NORD 23
MISE EN VALEUR ET PRODUCTION 27
LES REDEVANCES 30
Vérifications et évaluations 30
Administration des redevances 30
SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES 31
Direction générale du pétrole et du gaz du Nord 31
Autres sources d'information 32

Tableaux

Tableau 1 : prix du pétrole et du gaz 7
Tableau 2 : ressources en pétrole et en gaz 12
Tableau 3: disposition des terres en date du 31 décembre 2010 15
Tableau 4 : permis de prospection 16
Tableau 5: recettes tirées de l'administration des intérêts ($) 18
Tableau 6 : statistiques sur le forage 2010 26
Tableau 7 : acquisition de données sismiques 26
Tableau 8: production de pétrole et de gaz 28
Tableau 9: redevances ($) 30

Diagrammes

Diagramme 1 : puits forés 25
Diagramme 2 : production du pétrole 29
Diagramme 3 : production du gaz 29

PÉTROLE ET GAZ DU NORD

Introduction

L'exploration pour les ressources en pétrole et en gaz naturel classiques demeure une composante importante des investissements du secteur pétrolier en Amérique du Nord malgré la croissance rapide de la production à partir de sources non classiques, telles que les sables bitumineux et les gaz de schiste. Au Canada, la production de pétrole léger représente encore le tiers de la production totale des provinces de l'Ouest et tout le pétrole produit en zone extracôtière dans le Nord et sur la côte Est provient de sources classiques. Bien que l'on reconnaisse le potentiel de croissance du gaz de schiste au Canada, la production gazière de l'Ouest continue de décliner et la croissance future prévue à partir de sources non classiques sera tributaire d'un prix de gaz plus lucratif.

Après les faibles investissements dans l'exploration et le forage au Canada en 2009, l'industrie a quelque peu repris son essor en 2010. En particulier, le forage pétrolier a connu une augmentation soutenue, alors que l'activité de forage gazier est demeurée faible. On attend encore la reprise de l'activité de forage dans le Nord.

Le secteur canadien des ressources intéresse encore les investisseurs. La perspective de trouver de grands champs extracôtiers de pétrole classique dans l'Arctique peut être un aspect intéressant du Canada du point de vue international.

L'explosion du puits Macondo de BP dans le golfe du Mexique le 20 avril 2010 a attiré l'attention sur les opérations extracôtières en eaux profondes à l'échelle de la planète et a mis en évidence les défis que posent la prévention de tels accidents et les interventions visant à les résoudre. Au Canada, l'Office national de l'énergie entreprend actuellement une revue publique des exigences relatives à la sécurité et à l'environnement pour les forages extracôtiers dans l'Arctique. Cette revue aura une incidence sur le forage effectué en vertu de permis de prospection délivré pour la mer de Beaufort et ailleurs dans la zone extracôtière de l'Arctique.

L'investissement de l'industrie dans le Nord, comme l'a démontré l'augmentation des demandes de permis de prospection et par les niveaux d'activité dans le secteur de l'exploration est partiellement tributaire du prix des matières premières. L'année 2010 s'est caractérisée par le maintien de la divergence entre les prix du pétrole et du gaz naturel. Le prix du pétrole s'est maintenu à un niveau relativement élevé et il était à la hausse vers la fin de l'année.

Par ailleurs, le prix du gaz naturel du Canada a baissé de 24 % au cours de l'année et il est passé d'une moyenne de 4,07 $/GJ en 2009 à 3,81 $/GJ en 2010 (voir tableau 1). Au début de 2010, le prix du gaz a augmenté en raison de l'augmentation de la demande liée au chauffage en hiver, mais il a ensuite baissé pendant le reste de l'année. Les principales raisons de la baisse des prix en Amérique du Nord sont l'augmentation de l'offre en raison de la production de gaz de schiste et des niveaux élevés des stocks de gaz naturel.

Tableau 1 : prix du pétrole et du gaz

	décembre 2009	décembre 2010	moyenne 2010
Pétrole - $CAN/m³ (prix moyen à Edmonton)	469,53	540,99	508,78
Gaz - $CAN/GJ (prix moyen AECO marché intérieur)	4,16	3,62	3,81

Source : Ressources naturelles Canada

L'investissement pour l'exploration pétrolière dans l'ouest de l'Arctique a été affecté par des délais concernant le projet proposé de gazoduc dans la région du Mackenzie et les projets de

développement de champs dans le delta du Mackenzie. À cet égard, l'approbation par l'Office national de l'énergie vers la fin de l'année a été un signal positif attendu par les entreprises ayant des ressources découvertes qui demeurent bloquées dans le delta et la partie centrale de la vallée du Mackenzie.

2010 en bref

Gestion des droits

Après une période de ralentissement de la délivrance des permis en 2009, l'année 2010 a connu une reprise des demandes de permis de prospection en réaction aux appels de désignations et appels d'offres pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie et la mer de Beaufort & le delta du Mackenzie. Les compagnies pétrolières se sont engagées dans des dépenses totalisant 110 986 588 $ pour six nouveaux permis de prospection. MGM Energy a acquis quatre permis couvrant 290 537 ha pour l'exploration terrestre dans le delta du Mackenzie; Chevron a acquis un permis de prospection en eaux profondes couvrant 205 949 ha en mer de Beaufort et MGM a acquis un autre permis dans la région des collines Colville dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie.

Activités

Bien qu'aucun puits d'exploration n'ait été foré dans le Nord en 2010, six puits de développement ont été forés dans le champ des collines Cameron, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, pour un total de 7 706,5 m.

Seulement deux compagnies ont mis en œuvre un programme géophysique en 2010. Une étude sur terre a été achevée au début de l'année dans le district de Tulita de la partie centrale de la vallée du Mackenzie et deux campagnes de levés sismiques ont eu lieu en mer de Beaufort, parmi les trois programmes autorisés, pendant la saison des eaux libres à la fin de l'été et au début de l'automne. On a alors acquis des données sismiques 2D couvrant 6 165 km^2.

Productions pétrolière et gazière

Trois champs ont produit du gaz et du pétrole en 2010 : le champ pétrolifère Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le champ gazier Ikhil dans le delta du Mackenzie et le champ des collines Cameron au sud-ouest de Hay River, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. La production totale de gaz naturel en 2010 a été de 178,5 x 10^6 m^3 (6,3 milliards de pieds cubes), soit une baisse de 7,2 % par rapport à l'année précédente. La production totale de pétrole en 2010 a été de 872,1 x 10^3 m^3 (5,5 millions de barils), une baisse de 3,2% comparativement à 2009.

Redevances

Les redevances perçues pendant l'année 2010 pour les productions pétrolières et gazières dans les terres domaniales du Nord ont représenté 15 762 287 $. Cette diminution de 16 % était largement due au déclin de la production.

Évaluation environnementale régionale de Beaufort

Le 20 août 2010, le gouvernement du Canada a annoncé son projet de financement de l'Évaluation environnementale régionale de Beaufort (EERB), une initiative multipartite visant à financer la recherche environnementale et socioéconomique régionale pour guider la gestion future de la mer de Beaufort et la réglementation des activités extracôtières.

Faits saillants du domaine scientifique

En décembre 2010, le Canada a été l'hôte du deuxième Forum de recherche Canada-É.U. sur le pétrole et le gaz dans le Nord qui a eu lieu à Calgary. Ce forum a regroupé 250 participants appartenant à divers domaines et d'autres parties intéressées, dont des représentants de groupes autochtones du Nord, afin de discuter de recherches pertinentes pour la gestion des activités pétrolières et gazières.

Projet gazier du Mackenzie

Le 16 décembre 2010, l'Office national de l'énergie a approuvé les demandes de construction et d'exploitation du Projet gazier du Mackenzie. Ce projet porte sur un pipeline de 1 196 km, trois champs gaziers sur terre dans le delta du Mackenzie et un pipeline de 457 km qui transportera le gaz naturel liquéfié d'Inuvik jusqu'au terminal Nord de l'oléoduc existant de Norman Wells. Le pipeline de la vallée du Mackenzie sera construit de la mer de Beaufort jusqu'en Alberta et il est conçu pour transporter 34,3 x 10^6 m^3 (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz naturel par jour.

Histoire de l'exploitation dans le nord

L'exploration pétrolière et gazière a commencé il y a fort longtemps dans le Nord canadien : elle remonte à la découverte d'un puits de pétrole foré à Norman Wells, en 1920. À la fin des années 1940 et 1950, l'exploration s'est intensifiée dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest, et elle s'est poursuivie dans tout le Nord canadien, de 1960 à 1985, activement stimulée par le « choc pétrolier » de 1974 et des préoccupations liées à l'approvisionnement national.

Au milieu des années 1980, on a assisté au développement plus poussé du champ pétrolifère Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et à la construction d'un pipeline reliant le champ Norman Wells au nord de l'Alberta. Norman Wells est le champ pétrolifère le plus nordique du Canada et il demeure très productif.

L'engouement actuel pour le Nord canadien date du milieu des années 1990. L'exploration pétrolière et gazière dans le Nord canadien et les investissements dans ce secteur ont pris de l'ampleur en 1995, avec l'octroi par la Couronne de nouveaux permis de prospection dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, puis peu de temps après, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. En 1999 et en 2000, des entreprises ont acquis des droits sur la majeure partie du delta du Mackenzie et les régions marines adjacentes. Ceci a stimulé un regain des activités d'exploration au cours des dix dernières années, les entreprises cherchant à respecter les engagements de forage stipulés dans leurs permis. En 2007 et 2008, cet intérêt s'est porté sur des zones en eaux plus profondes à l'extérieur du plateau continental, au centre de la mer de Beaufort, tendance qui s'est renforcée en 2010 avec l'octroi d'un troisième permis de prospection en eaux profondes.

Les activités du secteur pétrolier qui ont suivi la délivrance de nouveaux permis de prospection sur les terres de la Couronne (et sur des terres privées adjacentes appartenant aux Autochtones et dont les droits de prospection sont octroyés par des organismes autochtones) a généré divers bénéfices pour les économies locales et régionales, y compris en formation, en emploi et en affaire; reflétant le potentiel du pétrole et du gaz comme moteur de l'économie du Nord.

L'exploration pétrolière dans le nord du Canada a aussi été un important stimulus pour la science et les progrès de la technologie pour le Nord. Plusieurs programmes de recherche couvrant plusieurs décennies ont amélioré la compréhension des compagnies et des responsables de la réglementation en ce qui concerne les défis et la sensibilité de l'environnement nordique. À mesure que les connaissances progressent, il est possible de tenir des activités de manière plus sécuritaire et de réduire les impacts potentiels sur l'environnement.

Ressources pétrolières et gazières

Les ressources en pétrole et en gaz du Nord canadien représentent environ 33% des ressources restantes de gaz naturel du Canada récupérables de manière classique et 35% du pétrole brut léger restant récupérable. À mesure que la production classique décline dans l'Ouest du Canada, ces pourcentages augmentent.

Bien que près de 90% du gaz naturel produit au Canada l'est à partir de gisements de gaz naturel classiques, les nouvelles activités de développement se tournent de plus en plus vers le gaz provenant de formations de schiste ou à faible perméabilité. Par contre, la récupération des gaz non classiques exige une technologie coûteuse et le développement intensif connexe soulève un ensemble de questions environnementales. Les grands gisements de gaz classiques demeurent intéressants sur le plan économique et le potentiel de tels gisements se trouve dans le Nord canadien.

Dans le même ordre d'idée, alors que la production pétrolière du Canada augmente en raison de la croissance de l'exploitation des sables bitumineux, l'exploration visant la découverte de pétrole classique est aussi attrayante en raison des prix actuels. La probabilité que l'on découvre de grands gisements de pétrole dans le Nord, sur terre et en zone extracôtière arctique continue d'attiser l'intérêt.

Dans le tableau 2, on donne les estimations par région. Ce sont des estimations moyennes de ressources potentielles obtenues au moyen de méthodes probabilistes avec des données clairsemées. Il reste des incertitudes importantes sur les ressources potentielles de la plupart des bassins pétrolifères du Nord canadien, en particulier pour des scénarios d'exploration conceptuels qui doivent encore être prouvés au moyen de forages. Ceci étant dit, les résultats des études géologiques régionales et le succès de l'exploration dans des secteurs comparables ailleurs dans la région circumpolaire soutiennent la confiance dans le fait que les évaluations du potentiel seraient fondées sur des inférences fiables.

Les plus accessibles parmi ces ressources potentielles se trouvent entre la frontière avec les provinces, à 60° de latitude nord, et la mer de Beaufort, dans un vaste corridor entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien, et comprend la bordure nord du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. On estime que l'Arctique de l'Ouest, qui comprend une grande partie des Territoires du Nord Ouest et la région marine adjacente de l'Arctique, renferme plus de la moitié du pétrole récupérable du Nord canadien, la plus importante contribution potentielle de ces ressources se trouvant dans le bassin de Beaufort-Mackenzie.

Dans la région du delta du Mackenzie, la mise en valeur des gisements majeurs de Taglu et du lac Parsons ainsi que du grand gisement de Niglintgak est proposée dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. Les promoteurs du projet évaluent les ressources combinées de ces gisements à 161 x 10^9 m^3 (5,7 billions de pieds cubes).

Les champs gazifères découverts dans les collines Colville de la partie centrale de la vallée du Mackenzie pourraient être reliés au futur système de gazoduc de la vallée du Mackenzie au moyen d'un court pipeline latéral. La partie centrale de la vallée du Mackenzie détient aussi un potentiel considérable de découvertes de pétrole. Le déclin de la production du principal champ pétrolifère de Norman Wells libère de la capacité sur l'oléoduc actuel d'Enbridge vers l'Alberta. Les nouvelles découvertes à proximité seraient proches de ces installations existantes.

Les volumes de gaz découverts dans les îles arctiques du Nunavut (au nord de la latitude 75)

sont comparables à ceux de la région du delta du Mackenzie/mer de Beaufort. Le bassin le plus prometteur est le bassin Sverdrup dans lequel les découvertes passées comprennent des champs gaziers importants voisins de Drake Point et Hecla, avec des ressources combinées estimées à 257 x 10^9 m^3 (9,1 billions de pieds cubes). Des découvertes importantes de pétrole ainsi que des ressources potentielles, toujours non explorées, en pétrole et en gaz sont également possibles dans cette vaste région à la géologie variée.

Dans de grandes parties du Nord, aucun forage n'a jusqu'à présent été effectué. Parmi celles-ci, on retrouve le plateau continental arctique, des zones en eaux profondes du plateau et de la pente continentale de Beaufort, la plus grande partie de la baie de Baffin et du détroit de Lancaster. Dans ces régions, le potentiel de pétrole et de gaz reste largement conceptuel bien que des études effectuées dans la région confirment un grand potentiel de gaz et de pétrole. En 2010, de nouveaux forages effectués au large du Groenland ont démontré la croissance de l'intérêt international de la région de la baie de Baffin.

Les hydrocarbures d'origine non conventionnelle dans le Nord présentent un intérêt futur potentiel. Parmi ceux-ci, on retrouve un potentiel de gaz de schiste et l'huile de schiste dans la vallée du Mackenzie et des accumulations d'hydrates de méthane sous le delta du Mackenzie. En particulier, le potentiel de gaz de schiste du prolongement nord du bassin de Horn River dans le sud des Territoires du Nord-Ouest doit encore être ajouté aux estimations de ressources potentielles de gaz : l'activité croissante en Colombie-Britannique aidera à définir le potentiel d'unités de schiste comparables au nord du 60e parallèle, en temps voulu.

Tableau 2 : ressources en pétrole et en gaz

RESSOURCES EN PÉTROLE

	Ressources découvertes		Ressources non découvertes		Ressources potentielles ultimes	
Région	**10^6 m³**	***MMbbl***	**10^6 m³**	***MMbbl***	**10^6 m³**	***MMbbl***
Territoires du Nord-Ouest et zone extracôtiere	187,9	*1182,5*	799,7	*5032,6*	987,6	*6215,0*
Nunavut et zone extracôtiere	51,3	*322,9*	371,8	*2339,4*	423,1	*2662,3*
Zone extracôtière du Yukon	62,5	*393,8*	412,7	*2596,8*	475,2	*2990,6*
Total	**301,7**	***1899,1***	**1584,1**	***9968,8***	**1885,9**	***11867,9***

RESSOURCES EN GAZ

	Ressources découvertes		Ressources non découvertes		Ressources potentielles ultimes	
Région	**10^9 m³**	***Bpc***	**10^9 m³**	***Bpc***	**10^9 m³**	***Bpc***
Territoires du Nord-Ouest et zone extracôtiere	457,6	*16,2*	1542,2	*54,8*	1999,8	*71,0*
Nunavut et zone extracôtiere	449,7	*16,0*	1191,9	*42,3*	1641,6	*58,3*
Zone extracôtière du Yukon	4,5	*0,2*	486,6	*17,3*	491,1	*17,4*
Total	**911,8**	***32,4***	**3220,7**	***114,3***	**4132,6**	***146,7***

- MMbbl – million de barils (de pétrole); Bpc – billion de pieds cubes (de gaz naturel).
- Ressources « récupérables » : des facteurs standards de récupération ont été appliqués.
- Les chiffres peuvent ne pas s'ajouter avec précision car ils ont été arrondis.
- Adapté du tableau présenté dans le document « *Drummond, K. J. 2009, Northern Canada - Distribution of Ultimate Oil and Gas Resources* », 60 pp.; disponible (en anglais seulement) à http://www.drummondconsulting.com/NCAN09Report.pdf. Compilation et intégration de plusieurs sources publiées. Les ressources réelles sur le terrain peuvent avoir été sous-estimées ou surestimées. Les volumes et la distribution doivent être considérés approximatifs et ils reflètent l'opinion du consultant.
- La région extracôtière de l'Arctique comprend les zones marines au large du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest dans la mer de Beaufort, ainsi que la région extracôtière du Nunavut dans le Haut-Arctique et l'Arctique de l'est. Les ressources du Yukon ne sont pas prises en compte. L'affectation des zones extracôtières par le consultant est basée sur l'extrapolation des frontières en zones extracôtières entre les territoires et elle ne reflète en rien quelque position que ce soit du gouvernement du Canada.
- Veuillez noter que les volumes de gaz découverts ne tiennent pas compte des estimations faites pour les découvertes récentes (à Ellice I-48, Olivier H-01, Langley K-30, Langley E-07, Kurk M-15 et Ellice J-27 dans le delta du Mackenzie et Summit Creek B-44, Stewart D-57, Lac Maunoir C-34 et Nogha C-49 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie).

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes dans le Nord canadien. Ces droits d'exploration (permis de prospection) sont délivrés conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Les cartes montrant la disposition des droits pétroliers et gaziers actuels sont disponibles sur le site Web d'Affaires indiennes et du Nord Canada (www.ainc-inac.gc.ca/nth/og).

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, l'appui des communautés et des organismes autochtones au sujet des conditions et des clauses d'attribution des droits et d'autres questions sont discutés avant l'attribution de ces droits. Dans le même ordre d'idée, le Ministère incite les gouvernements des territoires et les organisations fédérales d'experts à obtenir des renseignements à jour sur les vulnérabilités de l'environnement. Après examen des réponses reçues, les régions ouvertes à l'exploration peuvent être ajustées d'une année à l'autre.

L'appel de désignation permet à l'industrie la possibilité de préciser les parcelles de terre qu'elle souhaiterait voir inscrites dans un appel d'offres subséquent. Bien qu'il n'y ait pas de durée prescrite pour un appel de désignation, l'appel d'offres demeurera en vigueur pour la durée obligatoire minimal de 120 jours et sont publiées dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

Des droits de prospection sont attribués suite à un processus ouvert et compétitif. Un seul critère d'évaluation de la soumission, actuellement les dépenses prévues en exploration sur les terres en question (offre d'exécution des travaux), est utilisé pour déterminer le soumissionnaire retenu, auquel sera attribué un permis de prospection d'une durée maximale de neuf ans, divisée en deux périodes. Le soumissionnaire retenu est supposé dépenser une somme correspondante aux travaux proposés pendant la première période du permis et doit forer un puits au cours de la première période pour pouvoir prolonger le permis dans la deuxième période.

Pour qu'une offre soit considérée, le soumissionnaire doit acquitter les frais de délivrance de permis de 250 $ par étendue quadrillée ou portion de celle-ci, et soumettre le dépôt de soumission de 10 000 $ pour chaque parcelle visée. Dans les 15 jours ouvrables suivant la publication des soumissions gagnantes, le soumissionnaire retenu devra déposer l'équivalent de 25% de l'offre d'exécution des travaux (le dépôt de garantie d'exécution) comme garantie d'exécution des travaux. Après réception du dépôt de garantie d'exécution, le dépôt de soumission est remis au soumissionnaire. Le défaut d'effectuer le dépôt de garantie d'exécution pour garantir la réalisation des travaux entrainera l'annulation de la soumission, la confiscation du dépôt de soumission et le rejet de l'offre. Le cas échéant, le ministre peut, s'il l'estime nécessaire, octroyer le permis de prospection au deuxième soumissionnaire le plus offrant, sans recouvrir à un autre appel d'offres.

Le dépôt de garantie d'exécution est remboursé à mesure que le titulaire du permis remplit ses engagements d'exécution de travaux en faisant approuver ses dépenses admissibles. Reconnaissant l'évolution de l'industrie et des pratiques administratives, le Ministère a modifié les Notes d'orientation sur la réclamation des dépenses admissibles en conséquence. Les Notes d'orientation révisées ont été publiée en décembre 2010 sur le site Web d'Affaires indiennes et du Nord Canada.

En janvier 2010, deux demandes de désignations se sont terminées. Cinq parcelles dans la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie et une parcelle dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Toutes les parcelles désignées ont été incluses dans des appels d'offres subséquents, qui ont été publiés le 6 mars 2010 et se sont terminés le 6 juillet 2010. Les appels d'offres visant la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie ont donné lieu à la délivrance de cinq permis de prospection (EL456 à EL460) qui représentaient une somme totale de 108 986 599 $ en engagements d'exécution des travaux et couvraient 496 483 ha. L'appel d'offres visant la partie centrale de la vallée du Mackenzie a mené à la délivrance d'un permis de prospection (EL455) couvrant 80 240 ha et a fourni un engagement d'exécution des travaux de 1 699 989 $.

La demande de désignations visant l'Archipel arctique du Nunavut s'est terminée en février 2010. L'industrie n'a pas répondu à cette demande de désignations et aucun appel d'offres n'a donc été publié pour cette région.

En décembre 2010, deux demandes de désignations ont été lancées pour le delta du Mackenzie/mer de Beaufort et la partie centrale de la vallée du Mackenzie, les deux se terminant le 1er février 2011. Des préparatifs étaient également en cours pour une demande de désignations dans l'Archipel arctique du Nunavut, prévue 2011.

Attribution et cessation de permis en 2010

En octobre 2010, six nouveaux permis de prospections, entrant en vigueur le 5 janvier 2011, ont été émis suite aux appels d'offres. Cinq des nouveaux permis ont été délivrés suite à l'appel d'offres pour la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie : EL456, EL457, EL458 et EL459 dans le delta du Mackenzie à MGM Energy Corp. et EL460 dans la mer de Beaufort à Chevron Canada Limited. L'autre nouveau permis, EL455, a été délivré à MGM Energy Corp. et est situé dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie.

Aucune attestation de découverte importante ou licence de production n'a été délivrée en 2010.

Sept titres ont pris fin en 2010, soit parce qu'ils arrivaient à échéance, soit par abandon. Cinq titres ont échus; deux permis de prospection, EL413 (Kodiak Energy Inc.) et EL425 (Suncor Energy Inc.), une licence de production, PL01 (Suncor Energy Inc) et deux anciens droits[2] , 411-68 et 442-R-68, tous deux détenus par Devon Canada Corporation. EL423 (Husky Oil Operations Limited) et EL427 (MGM Energy Corp.) ont été abandonnés.

[2] Concessions émises en vertu du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada* et conformément à l'article 112(2) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Déclarations de découvertes importantes et exploitables

Aucune déclaration de découverte importante ou déclaration de découverte exploitable n'a été publiée par l'Office national de l'énergie au cours de 2010 en vertu des articles 28(2) et 35(2) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Aucune nouvelle demande d'approbation de plan de développement n'a été reçue.

Tableau 3: disposition des terres en date du 31 décembre 2010

Région	Permis de prospection	Attestation de découverte importante	Licence de production	Anciens droits [1]	Total
En hectares					
Archipel arctic	0	332 882	0	0	**332 882**
Zone extracôtière de l'est de l'arctique	0	11 184	0	862 500	**873 684**
Baie d'Hudson [2]	0	0	0	126 376	**126 376**
Mer de Beaufort	1 892 144	205 636	0	0	**2 097 780**
Delta du Mackenzie	56 624	134 109	3 423	0	**211 578**
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	985 561	52 725	0	654	**1 038 286**
Sud des Territoires du Nord-Ouest	0	65 729	32 842	24 315	**122 886**
Total	**2 934 329**	**802 265**	**36 265**	**1 013 845**	**4 786 704**

Région	Permis de prospection	Attestation de découverte importante	Licence de production	Anciens droits [1]	Total
Par type de titre (nombre de titres)					
Archipel arctic	0	20	0	0	**20**
Zone extracôtière de l'est de l'arctique	0	1	0	30	**31**
Baie d'Hudson [2]	0	0	0	8	**8**
Mer de Beaufort	11	39	0	0	**50**
Delta du Mackenzie	1	37	2	0	**40**
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	12	11	0	6	**29**
Sud des Territoires du Nord-Ouest	0	31	21	9	**61**
Total	**24**	**139**	**23**	**53**	**239**

[1] Permis et/ou baux émis en vertu de régimes législatifs précédents, conformément à l'article 112(2) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*

[2] Les permis de la Baie d'Hudson situés dans la zone extracôtière sont sous la juridiction de Ressources naturelles Canada alors que ceux situés dans la zone infracôtière sont sous la juridiction d'Affaires Indiennes et du Nord Canadien.

Administration des intérêts

Permis de prospection

Le tableau 4 donne les permis de prospection actifs en 2010

Tableau 4 : permis de prospection

Permis	Superficie (en ha)	Représentant [1]	Date d'entrée en vigueur	Puits doit être foré avant le [5]		Expiration	Dépenses prévues dans la soumission ($)
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317 [2]	175 810	Talisman Energy Inc.	05-oct-1986	N/A			N/A
EL329 [2]	349 981	BP Canada Energy Resources Company	05-sep-1987	N/A			N/A
EL427-A [4]	73 608	MGM Energy Corp.	20-sep-2004	14-août-2005	✓	14-août-2009	
EL427-B [4]	18 912	MGM Energy Corp.	20-sep-2004	13-mai-2007	✓	13-mai-2011	151 758 288 [3]
EL427-C [4]	54 829	MGM Energy Corp.	20-sep-2004	07-juin-2009	✓	07-juin-2013	
EL434	56 624	MGM Energy Corp.	03-mai-2006	02-mai-2011		02-mai-2015	40 169 000
EL435	99 942	Shell Canada Limited	03-mai-2006	02-mai-2011		02-mai-2015	11 552 332
EL446	205 321	Imperial Oil Resources Ventures Limited	01-oct-2007	30-sep-2012		30-sep-2016	585 000 000
EL447	103 711	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	01-sep-2007	31-août-2012		31-août-2016	12 084 131
EL448	108 185	Chevron Canada Limited	31-déc-2007	30-déc-2012		30-déc-2016	1 010 100
EL449	202 380	Imperial Oil Resources Ventures Limited	01-déc-2008	30-nov-2013		30-nov-2017	1 180 100 000
EL450	41 323	MGM Energy Corp.	03-juin-2008	02-juin-2013		02-juin-2017	1 754 636
EL451	205 359	BP Exploration Company Ltd.	01-déc-2008	30-nov-2013		30-nov-2017	15 100 000
EL452	196 497	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	01-déc-2008	30-nov-2013		30-nov-2017	2 543 896
EL453	203 635	BP Exploration Company Ltd.	01-déc-2008	30-nov-2013		30-nov-2017	1 100 000
EL456	73 391	MGM Energy Corp.	05-jan-2011	04-jan-2016		04-jan-2020	1 697 000
EL457	67 284	MGM Energy Corp.	05-jan-2011	04-jan-2016		04-jan-2020	1 530 000
EL458	75 244	MGM Energy Corp.	05-jan-2011	04-jan-2016		04-jan-2020	1 299 600
EL459	74 618	MGM Energy Corp.	05-jan-2011	04-jan-2016		04-jan-2020	1 160 000
EL460	205 946	Chevron Canada Limited	05-jan-2011	04-jan-2016		04-jan-2020	103 300 000

• Soumissions de travail arrondies au dollar près.

[1] Représentants au 31 décembre 2010.

[2] En vertu d'ordres décret d'interdiction des travaux conformément à l'article 12(1) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

[3] Consolidation en vertu de l'article 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (Veuillez noter que pour les permis consolidés, un puits peut ne pas être suffisant pour détenir toutes les terres du permis, selon les clauses et les conditions).

[4] Permis a expiré ou a été abandonné au cours de 2010.

[5] En vertu du permis original, la première période peut être prolongée au moyen de dépôts de forage ou de modifications apportées au permis.

✓ Exigence sur le puits satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits exploratoire ou de délimitation avant la fin de la première période du terme constitue une condition pour l'obtention de la deuxième période.

Tableau 4 : permis de prospection (suite)

Permis	Superficie (ha)	Représentant [1]	Date d'entrée en vigueur	Puits doit être foré avant le [5]		Expiration	Dépenses prévues dans la soumission ($)
Central Mackenzie Valley (Mainland)							
EL413 [4]	80 464	Kodiak Energy Inc.	18-sep-2001	17-sep-2005	✓	17-sep-2010	2 000 000
EL423 [4]	90 632	Husky Oil Operations Limited	08-juin-2004	7-juin-2008	✓	07-juin-2012	24 800 000
EL425 [4]	26 198	Suncor Energy Inc.	08-juin-2004	7-juin-2010		07-juin-2013	22 000 000
EL431	78 516	Suncor Energy Inc.	18-mai-2005	17-mai-2011		17-mai-2014	2 787 792
EL436	84 353	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2011		09-mai-2015	12 150 000
EL437	85 993	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2011		09-mai-2015	32 775 000
EL438	87 183	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2011		09-mai-2015	3 850 000
EL439	82 820	Talisman Energy Inc.	10-mai-2006	09-mai-2011		09-mai-2015	5 125 000
EL440	87 872	MGM Energy Corp.	10-mai-2006	09-mai-2011		09-mai-2015	6 300 000
EL441	88 452	Husky Oil Operations Limited	10-mai-2006	09-mai-2011		09-mai-2015	10 500 000
EL442	63 312	MGM Energy Corp.	10-mai-2007	09-mai-2012		09-mai-2016	8 260 000
EL443	91 116	Husky Oil Operations Limited	10-mai-2007	09-mai-2012		09-mai-2016	4 888 888
EL444	74 604	BG International Limited	10-mai-2007	09-mai-2012		09-mai-2016	1 100 000
EL445	79 240	BG International Limited	10-mai-2007	09-mai-2012		09-mai-2016	1 100 000
EL454	82 100	MGM Energy Corp.	01-déc-2008	30-nov-2013		30-nov-2017	5 487 626
EL455	80 240	MGM Energy Corp.	05-jan-2011	04-jan-2016		04-jan-2020	1 699 990

• Soumissions de travail arrondies au dollar près.

[1] Représentants au 31 décembre 2010.

[4] Permis a expiré ou a été abandonné au cours de 2010.

[5] En vertu du permis original, la première période peut être prolongée au moyen de dépôts de forage ou de modifications apportées au permis.

Administration des dépôts de garantie

Le dépôt de garantie d'exécution requis pour la première période et les loyers de la deuxième période sont remboursables lorsque les travaux sont achevés et que les dépenses admissibles pour les travaux effectués en vertu du permis ont été approuvées.

Au cours de la première période, 25% d'une offre d'exécution des travaux sont retenus en dépôt, et 1 $ sera remboursé pour chaque tranche de 4 $ de dépense admissible. Si le montant des dépenses de la première période n'atteint pas le montant de l'offre d'exécution des travaux, le résidu du dépôt est confisqué. Si l'on n'a pas foré de puits à la fin de la Période 1, cela entraîne l'annulation du permis de prospection. Par conséquent, les terres reviennent à la Couronne comme réserves de la Couronne.

Si, dans le cadre d'un permis de prospection, un puits d'exploration ou de délimitation a été foré bien avant la fin de la première période et que l'on arrive à la deuxième période, des loyers sont exigibles et doivent être payés intégralement et annuellement avant la date d'anniversaire de l'entrée en vigueur du permis. Les tarifs suivants par hectare s'appliquent : 1ère année, 3,00 $; 2ème année, 5,50 $; 3ème et 4ème années, 8,00 $. Les loyers sont remboursés à raison de 1 $ pour chaque dollar de dépense admissible. Si les dépenses effectuées pendant la deuxième période n'atteignent pas le montant du loyer, le résidu des loyers est confisqué.

En date du 31 décembre 2010, les dépôts conservés à titre de dépôt de garantie d'exécution des travaux et de loyers totalisaient 522 154 489 $ pour l'ensemble des permis de prospection.

Tableau 5: recettes tirées de l'administration des intérêts ($)

	2006*	2007	2008*	2009*	2010
Loyers non remboursables (anciens baux) [1]	62 749	62 749	62 749	62 749	61 127
Frais[2]	19 891	26 998	30 762	5 467	16 872
Confiscations [3]	0	1 290 404	22 174 929	2 054 238	770 372
Total	**82 640**	**1 380 151**	**22 268 440**	**2 122 454**	**848 371**

[1] Ces concessions étaient émises en vertu du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada* et sont restées en vigueur en vertu de l'article 114 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

[2] Frais de délivrance et droit exigible pour un service (article 15 du *Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales*).

[3] Les dépôts de garantie qui n'ont pas été compensés par des dépenses dans la première ou la deuxième période d'un permis de prospection.

* Ajustements aux recettes, correction du codage financier.

Retombées économiques

L'article 5.2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et l'article 21 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* exigent qu'un Plan de retombées économiques soit approuvé par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien avant que tout travail ou toute activité liés au pétrole et au gaz ne puisse être autorisé ou qu'un plan de développement portant sur un gisement ou un champ dans la zone extracôtière des Territoires du Nord-Ouest, du Nunavut et de l'Arctique dans l'aire de responsabilité administrative du ministre soit approuvé[3].

Dans un plan de retombées économiques, une entreprise proposant une activité pétrolière et gazière ou un développement doit décrire les principes, les stratégies et les procédures qui garantissent que les Canadiens et les entreprises canadiennes se voient offrir une opportunité juste et équitable de participer au projet. Le ministère requiert qu'une entreprise soumette un rapport sur les résultats de la mise en œuvre de son plan de retombées économiques. On encourage les entreprises à favoriser le recours à des Autochtones du Nord ou à d'autres résidents du Nord et entreprises locales.

Cette année, les travaux d'abandon et de restauration effectués dans plusieurs puits de la partie centrale de la vallée du Mackenzie et un programme sismique près de Tulita ont fourni de l'emploi et des avantages commerciaux à plusieurs communautés locales. Dans la partie sud de la vallée du Mackenzie, les activités courantes de maintenance, de forage et de productions pétrolières et gazières dans le champ des collines Cameron ont continué de profiter aux économies locale et régionale. Des programmes d'acquisition de données sismiques qui se sont déroulés en zone extracôtière ont été l'occasion de fournir de la formation et de l'emploi pour la main-d'œuvre de la région et, pour les entreprises locales et régionales, de fournir des biens et des services.

[3] En vertu du paragraphe 5.2(2) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, le ministre peut accorder une exemption à cette exigence.

Considérations environnementales

Dans le cadre du processus annuel menant aux demandes de désignation, les groupes autochtones du Nord sont avisés de l'intention du ministre d'ouvrir des terres et ont l'occasion de déterminer les zones à l'environnement sensible et celles ayant un intérêt spécial pour des raisons culturelles. Ce processus permet de discuter des préoccupations qui peuvent être soulevées par les activités ayant trait au pétrole ou au gaz résultant de l'émission de permis de prospection.

Affaires indiennes et du Nord Canada sollicite aussi l'opinion de groupes d'experts des gouvernements territoriaux et d'autres ministères fédéraux sur les demandes proposées, travaillant avec les ministères responsables de la planification et de la gestion des zones protégées, comme les zones marines protégées, les sanctuaires de migration des oiseaux et la stratégie des régions protégées de la vallée du Mackenzie, afin de s'assurer que les diverses initiatives de gestion des terres sont intégrées. Toutes les suggestions, ainsi que les plans d'utilisation des terres du Nord comme le plan d'utilisation des terres Gwich'in et l'ébauche du plan d'utilisation des terres Sahtu, sont utilisées lors de l'élaboration de la zone de demandes, des cartes et d'autres documents. Dans la convention définitive des Inuvialuit, les plans communautaires de conservation régissent la planification des opérations.

Les considérations environnementales et l'apport des groupes autochtones du Nord sont importants pour la conception et la mise en œuvre des initiatives d'émission de droits pétroliers du ministère. Ils servent à alerter l'industrie d'inquiétudes potentielles qui peuvent devoir être traitées quand des entreprises exercent ultérieurement leurs permis d'utilisation des terres, leurs permis d'eau et leurs autorisations de travaux pour réaliser des opérations géophysiques ou de forage en vertu de leur permis de prospection. La zone ouverte aux désignations, le contenu du dossier de demande de désignations et les clauses et conditions associées aux demandes de désignations et aux soumissions reflètent la prise en compte des conseils reçus lors de ce processus de consultation.

Avec l'explosion du puits Macondo dans le golfe du Mexique et la perte de la plateforme Deepwater Horizon, l'année 2010 a connu une hausse de la sensibilisation aux dangers environnementaux du forage en mer. L'Office national de l'énergie revoie actuellement les défis particuliers que posent les exigences en matière de sûreté des personnes et de l'environnement dans les zones extracôtières arctiques du Canada dans le cadre de la Revue des exigences en matière de forages extracôtiers dans l'Arctique.

L'Office national de l'énergie examinera les meilleurs renseignements disponibles sur les dangers, les risques et les mesures de sécurité liés au forage extracôtier dans l'Arctique et utilisera les résultats de cette étude comme élément d'information pour ses décisions au sujet des demandes futures de forage dans l'Arctique en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Ces autorisations sont indépendantes de la délivrance de droits relatifs au pétrole et au gaz en conformité avec la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Outil de gestion de l'environnement et des ressources pétrolières

En 2009, Affaires indiennes et du Nord Canada a introduit l'Outil de gestion de l'environnement et des ressources pétrolières (OGERP) lors de ses consultations conduisant aux demandes de désignations.

L'OGERP est un système d'information géographique interactif, sur le Web, qui permet de produire des cartes sur la sensibilité environnementale et socio-économique pour une

sélection d'éléments importants de l'écosystème, basés sur des données fournies par des experts. Il comprend également des cartes résumant le potentiel géologique. L'OGERP couvre maintenant la partie sud de la mer de Beaufort, qui s'étend dans la direction nord-est à partir de 141°O au large du nord du Yukon; le plateau et la pente de Beaufort; et s'étend jusqu'au large de l'île Banks jusqu'à la latitude 76°N à l'embouchure du chenal Parry.

Les objectifs de l'OGERP sont d'améliorer la planification de l'attribution de droits et la prise de décision à cet égard, d'encourager l'échange d'information avec les groupes autochtones du Nord et d'autres parties intéressées et d'alerter les entreprises qui envisagent d'obtenir des permis de prospection dans des zones potentiellement sensibles qui pourraient nécessiter des efforts spéciaux d'atténuation. Parmi les thèmes environnementaux pour lesquels on produit des cartes actuellement, on retrouve les ours polaires, les baleines boréales, les bélugas, les oiseaux migrateurs, les phoques annelés et les caribous de Peary. La sensibilité socio-économique est développée à partir d'information sur la chasse traditionnelle. Ces cartes seront encore reprises et développées en consultation avec des partenaires en gestion des ressources.

On peut trouver un lien vers l'OGERP à l'adresse suivante : www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/pemt/index-fra.asp. On peut aussi y trouver une information de base importante sur cette initiative.

Fonds pour l'étude de l'environnement[4]

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) finance des études environnementales ou sociales ayant trait à l'exploration, au développement et à la production de pétrole et de gaz sur les terres domaniales. Ce fonds a été établi en vertu de la Partie VII de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Le Conseil de gestion du FEE a financé son programme d'études nordiques en 2010 au moyen de cotisations auprès des parties intéressées dans le domaine du gaz et du pétrole, votées par le Conseil et ensuite approuvées par le ministre. Un budget 2010 de 1 201 537 $, basé sur les recommandations du Conseil, a été approuvé pour le Nord par le ministre des Affaires indiennes et du Nord Canada.

La Direction générale du gaz et du pétrole du Nord d'Affaires indiennes et du Nord Canada est membre du Conseil de gestion du FEE et préside le Comité consultatif pour le Nord du FEE, participant ainsi à l'établissement des priorités de recherche et des projets financés par le FEE.

Trois études ont été effectuées en 2010 et elles sont actuellement aux dernières étapes de leur publication (mais non traduites) : *Beaufort Sea Oil Spills State of Knowledge Review and Identification of Key Issues; Review of Tuktoyaktuk Harbour as a Base for Offshore Oil and Gas Exploration and Development; and Proceedings of a Workshop on Seismic Sound Propagation Characteristics in the Beaufort Sea,* Calgary, Alberta, 14-15 July 2009.

Les projets de recherche suivants étaient en cours en 2010 : *Seabed stability conditions in the shelf/slope transition zone, Canadian Beaufort Sea; An assessment of impacts and recovery of seismic lines* (dernière année d'une étude de trois ans); *Bosworth Creek water quality data review study; Detection of oil under ice with helicopter-borne Ground Penetrating Radar* (première année d'une étude de deux ans); *Tracking oil spills/ice hazards with ice-ocean forecast model* (première année d'une étude de deux ans).

[4] Pour plus d'information voir le site Web du FEE (www.esrfunds.org).

Évaluation environnementale régionale de Beaufort

L'Évaluation environnementale régionale de Beaufort (EERB) financera des recherches scientifiques et socio-économiques à l'échelle régionale afin de constituer une base informative destinée au processus de réglementation et des évaluations environnementales spécifiques à des projets gaziers et pétroliers dans le bassin de Beaufort. Le principal objectif de l'EERB est de produire de l'information scientifique et socio-économique pertinente qui simplifiera les évaluations environnementales au niveau des projets et la prise de décision en matière de réglementation des activités pétrolières et gazières, tout en renforçant les liens entre les évaluations environnementales et la gestion et planification intégrées dans la région.

L'EERB favorisera la recherche sur des questions récurrentes en matière de demandes d'autorisation de projet spécifiques déposées en vertu de la réglementation. Ces questions incluent l'évaluation et la surveillance des effets cumulatifs, la gestion de l'information, la gestion régionale des déchets, la préparation des interventions en cas de déversements, les indicateurs socio-économiques et le changement climatique. L'EERB fournira un total de 21,8 millions $ de 2011 à 2015.

Autres activités de recherche

Outre le FFE, la Direction générale du pétrole et gaz du Nord contribue à la recherche scientifique financée par le fédéral au sujet des activités pétrolières et gazières dans les régions pionnières en représentant le ministère au Comité pour le portefeuille pétrole et gaz sur les terres domaniales du Programme de recherche et de développement énergétique. Elle encourage également des partenariats parmi l'industrie, les universités, les communautés autochtones et d'autres ministères fédéraux afin d'initier des recherches scientifiques nécessaires pour soutenir la prise de décision en matière de gestion et de réglementation. Par exemple, la direction générale participe à un projet conjoint de l'industrie qui vise à compiler les données existantes sur les caractéristiques de la glace afin d'améliorer la connaissance des besoins et exigences techniques s'appliquant aux activités pétrolières et gazières dans la mer de Beaufort.

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

Opérations dans le Nord

Sommaire

Le nombre total de mètres de puits forés dans les Territoires du Nord-Ouest a été de 7 706,5 m en 2010. Tout le forage était lié aux activités de développement du champ des collines Cameron dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Aucun nouveau puits d'exploration n'a été foré dans le Nord durant l'année.

Quatre séries de travaux géophysiques sur le terrain étaient en cours en 2010, trois dans la mer de Beaufort et un dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. En tout, des données sismiques 2D (bidimensionnelles) ont été acquises pour couvrir 6 165 km. Quatre autres programmes géophysiques ont été approuvés en vue de l'achat et du retraitement de données, mais ils ne demandaient aucune activité sur le terrain.

L'ensemble des dépenses d'exploration dans le Nord en 2010 est provisoirement estimé à 33 million $. (Cela n'inclut pas le cas du forage de développement.)

Partie sud des Territoires du Nord-Ouest

Six puits de développement ont été forés dans le champ des collines Cameron et ils correspondent à un total de 7 706,5 m. Cinq de ces puits ont été forés jusqu'à leur profondeur totale et achevés. Un puits a été abandonné à une faible profondeur. Outre ces nouveaux puits, on a repris les activités de développement dans cinq puits du champ des collines Cameron. Il n'y a eu aucune exploration dans cette région en 2010.

Delta du Mackenzie

Il n'y a eu ni forage exploratoire, ni étude sismique sur terre dans le delta du Mackenzie en 2010.

Mer de Beaufort

La compagnie d'études géophysiques GX Technology Canada Ltd. a réalisé deux programmes sismiques dans la mer de Beaufort. Les données obtenues ont été acquises sous forme de programmes non exclusifs destinés à la vente aux entreprises pétrolières. L'étude 2D effectuée au large de la péninsule de Tuktoyaktuk portait sur des mesures gravimétriques et magnétiques et a permis l'acquisition de données couvrant 502 km. Les travaux sur le terrain se sont déroulés du 6 août au 27 septembre. Pour ce faire, le navire *M/V Polar Prince* a posé un câble en fond marin. Un programme de levés sismiques 2D beaucoup plus complet a été réalisé pendant la même période par *M/V Boss Atlantic*. Ce programme visait la partie centrale de la mer de Beaufort et il a permis l'acquisition de données sismiques, gravimétriques et magnétiques couvrant 5 577,3 km. Les activités entreprises au moyen de ce navire se sont déroulées du 12 août au 6 octobre. Un troisième programme a été entrepris dans l'ouest de la mer de Beaufort, mais les données acquises ne couvrent que 45,5 km. Un quatrième programme faisant appel à un câble déposé en fond marin dans la baie Liverpool a été autorisé, mais n'a pas débuté.

Outre ces activités sur le terrain, une autorisation à l'effet d'acheter et d'interpréter des données sismiques acquises précédemment dans la région et deux autorisations d'achat et de retraitement des données ont été délivrées.

Partie centrale de la vallée du Mackenzie

Bien qu'aucun nouveau puits n'ait été foré, Husky Oil a repris les travaux dans quatre puits exploratoires forés précédemment dans le district de Tulita du Sahtu afin d'effectuer des travaux d'abandon complets. Des travaux ont aussi débuté dans trois puits du champ Norman Wells, mais il n'y a eu aucun forage de développement.

Un programme de levés sismiques 2D non exclusifs (le levé du lac Brackett) a été réalisé par Explor Geophysical Ltd. dans le district Tulita du Sahtu. Soixante kilomètres de données ont été acquises entre le 11 février et le 6 mars.

Outre ces activités sur le terrain, deux autorisations d'acheter et d'interpréter des données sismiques acquises précédemment dans la région et une autorisation d'achat et de retraitement des données ont été délivrées.

Archipel arctique du Nunavut

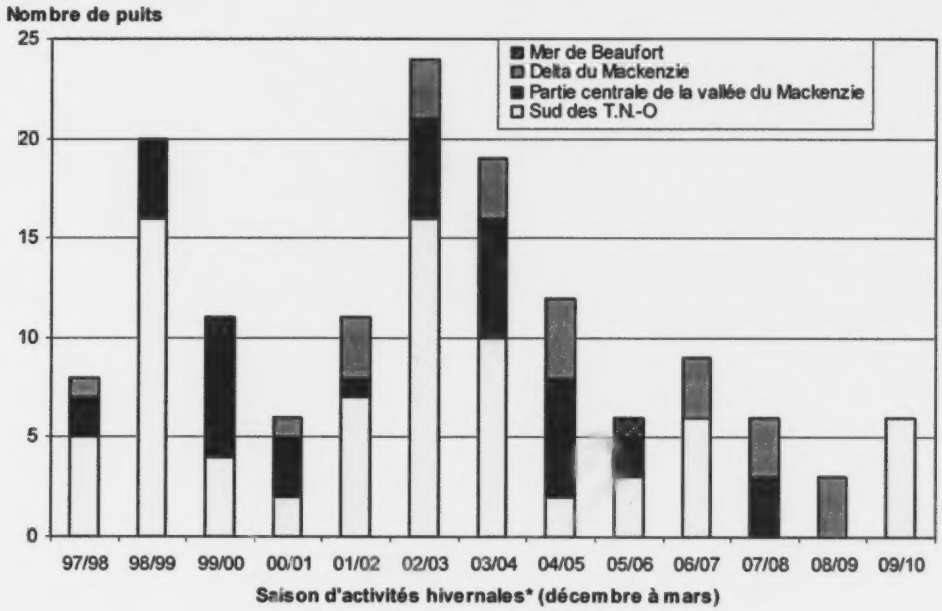
Il n'y a eu aucune exploration ni aucun développement par l'industrie dans cette région en 2010.

Zone extracôtière de l'est de l'arctique

Il n'y a eu aucune exploration ni aucun développement par l'industrie dans cette région en 2010. La moitié est de la baie de Baffin a toutefois été le lieu du forage de trois puits par Cairn Energy en vertu de permis acquis auprès du gouvernement du Groenland. Cairn a annoncé l'obtention de résultats prometteurs, mais aucune découverte.

[Note : Le Bureau d'information sur les terres domaniales de l'Office national de l'énergie est la principale source des données opérationnelles citées ci-dessus.]

Diagramme 1 : puits forés



* Ne comprend pas les forages de développement effectués à Norman Wells

* Comprend les forages de développement effectués à Collines Cameron

Tableau 6 : statistiques sur le forage 2010

Nom du puits	Lat (NAD 27)	Long (NAD 27)	Classe[1]	Profondeur totale (m)	Mètres forés en 2010	Démarrage	Unité libérée	État du puits[2]	Titre[3]
Partie sud des Territoires									
Nouveaux puits									
Paramount et al CAMERON M-74	60,066	-117,499	DEV	1 477,2	1 477,2	17-jan-10	14-fév-10	S	PL19
Paramount et al CAMERON H-06	60,088	-117,506	DEV	1 463,4	1 463,4	16-jan-10	03-fév-10	S	PL19
Paramount et al CAMERON F-77	60,108	-117,485	DEV	1 417,0	1 417,0	06-fév-10	15-fév-10	S	PL14
Paramount et al CAMERON B-09	60,136	-117,514	DEV	3 87,6	387,6	16-fév-10	19-fév-10	A	PL19
Paramount et al CAMERON N-06	60,097	-117,520	DEV	1 445,4	1 445,4	19-fév-10	05-mars-10	S	PL19
Ré-entrées des puits précédemment forés									
Paramount et al CAMERON L-29	60,145	-117,593	DE L	-	-	04-mars-10	05-mars-10	S	PL18
Paramount et al CAMERON C-50	60,151	-117,645	EX	-	-	01-fév-10	08-fév-10	S	PL15
Paramount et al CAMERON M-49	60,148	-117,655	DEL	-	-	06-fév-10	09-fév-10	S	PL15
Paramount et al CAMERON F-73	60,040	-117,491	DEV	-	-	27-jan-10	28-jan-10	S	PL4
Paramount et al CAMERON 2F-73	60,040	-117,491	DEL	-	-	23-jan-10	26-jan-10	S	PL4
Vallée du Mackenzie									
Ré-entrées des puits précédemment forés									
Husky et al SAH CHO L-71	64,345	-125,743	EX	-	-	16-sep-10	17-Sep-10	A	EL397
Husky et al STEWART D-57	64,268	-125,435	EX	-	-	16-Sep-10	16-Sep-10	A	SA
Husky et al SUMMIT CREEK B-44	64,384	-125,890	EX	-	-	30-Aug-10	13-Sep-10	A	EL397
Husky et al SUMMIT CREEK K-44	64,396	-125,892	EX	-	-	15-Sep-10	15-Sep-10	A	EL397
Imperial et al CANOL B-30X	65,288	-126,867	DEV	-	-	21-Mai-10	25-Mai-10	S	PA
Imperial et al NORMAN WELLS B-35X	65,286	-126,856	DEV	-	-	11-Mai-10	14-Mai-10	S	PA
Esso et al NORMAN WELLS S-06X	65,272	-126,961	DEV	-	-	09-Mar-10	15-Mar-10	S	PA
Delta du Mackenzie /Mer de Beaufort/Extrême Arctique/Région marine de la côte est									
AUCUNE ACTIVITÉ DE FORAGE									

[1] Classe : EX=puits de prospection, DEL=puits de délimitation, DEV=puits de développement

[2] État des travaux : S=suspendu, A=abandonné, PR=production

[3] Permis : EL= permis de prospection; SDL= attestation de découverte importante; PL = Licence de Production, SA=terres Sahtu, PA=zone des réserves prouvées de Norman Wells

Tableau 7 : acquisition de données sismiques

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Sismique - 2D (en km)	2 506	586	189	564	3 917	6 028	12 684	1 488	6 165
Sismique - 3D (en km/carré)	4 060	194	804	635	1 100	0	1 638	1 577	0

MISE EN VALEUR ET PRODUCTION

Trois champs ont produit du pétrole ou du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest en 2010 : le champ pétrolier de Norman Wells, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie; le champ gazier Ikhil, dans le delta du Mackenzie; et le champ des collines Cameron, au sud-ouest de Hay River, dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest.

Le champ Norman Wells d'Imperial Oil dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie constitue le point de départ nord de l'oléoduc Enbridge qui se termine à Zama (Alberta). Ce champ de pétrole important découvert en 1920 continue de produire du pétrole à partir d'un reef du dévonien qui se trouve en grande partie sous le fleuve Mackenzie. Ce champ a été entièrement développé au début des années 1980 et il produit continuellement depuis 1985, bien qu'il y ait eu des périodes de production limitée. À la fin de 2010, ce champ avait produit un total cumulatif de $41{,}6 \times 10^6$ m³ (262 millions de barils). En 2010, il y a eu une diminution de 3,3% de la production pétrolière comparativement au niveau de 2009, ce qui correspond à une tendance à la baisse.

Le gaz du champ Ikhil dans le delta du Mackenzie est produit dans deux puits et transporté jusqu'à Inuvik grâce à un gazoduc de 50 km, où il sert à la production d'électricité et au chauffage. Ce champ est exploité par Altagas Ltd. et, jusqu'à décembre 2010, a produit au total $178{,}1 \times 10^6$ m³ (6,3 milliards de pieds cubes) de gaz naturel pendant ses 12 années de production.

Le seul champ produisant dans le sud des territoires du Nord-Ouest en 2010 était celui des collines Cameron, exploité par Paramount Resources Ltd.. La production des quatre puits exploités par cette entreprise dans la région de Fort Liard est toujours suspendue. Le champ des collines Cameron produit du pétrole et du gaz, qui sont transportés par pipeline jusqu'au sud de la région de Bistcho dans le nord de l'Alberta. Après neuf années de production, ce champ a produit au total, à la fin de l'année, 811×10^6 m³ (28,6 milliards de pieds cubes) de gaz naturel et 360×10^3 m³ (2,3 millions de barils) de pétrole.

Aucun champ n'est en production au Nunavut ou dans la zone extracôtière de l'arctique.

La production cumulée de pétrole en 2010 était de $872{,}1 \times 10^3$ m³ (5,5 millions de barils), une diminution de 3,2% comparativement à 2009 (voir Diagramme 2). L'ensemble de la production de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest en 2010 a été de $178{,}5 \times 10^6$ m³ (6,3 milliards de pieds cubes), soit une baisse de 7,2% comparativement à l'année précédente (voir Diagramme 3). Plus de la moitié du gaz produit était liée à la production pétrolière à Norman Wells et a été utilisée pour les activités pétrolières.

Tableau 8: production de pétrole et de gaz

	2006	2007	2008	2009	2010	2009-2010 écart en %
Production de pétrole (milliers de mètres cubes)						
Norman Wells (Imperial Oil)	1012,4	964,3	893,6	869,0	840,7	-3,26%
Collines Cameron (Paramount)	70,3	53,3	47,8	32,2	31,4	-2,48%
Total	**1082,7**	**1017,6**	**941,4**	**901,2**	**872,1**	-3,23%
Production de gaz (millions de mètres cubes)						
Norman Wells (Imperial Oil)	109,3	103,7	103,8	107,5	101,4	-5,67%
Ikhil (AltaGas)	16,2	17,9	18,9	18,0	17,7	-1,67%
Collines Cameron (Paramount)	93,5	99,0	80,3	66,9	59,4	-11,21%
Fort Liard ("F-36" - Paramount)	29,9	52,6	0	0	0	
Fort Liard ("K-29" - Paramount)	59,1	49,1	0	0	0	
Sud-Est de Fort Liard ("N-01" - Paramount)	11,9	0	0	0	0	
Total	**319,9**	**322,3**	**203,0**	**192,4**	**178,5**	-7,22%

Note: Production de Fort Liard suspendue

Diagramme 2 : production du pétrole

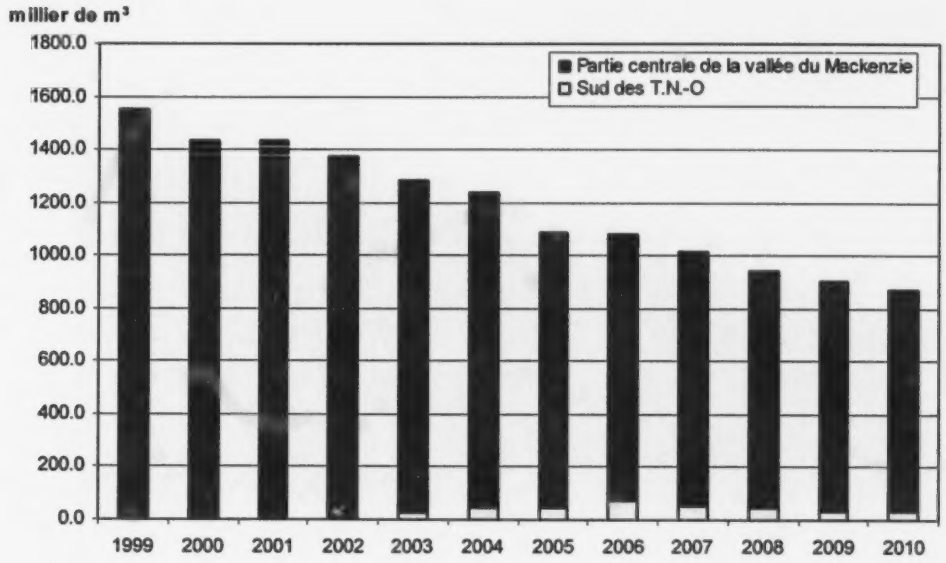
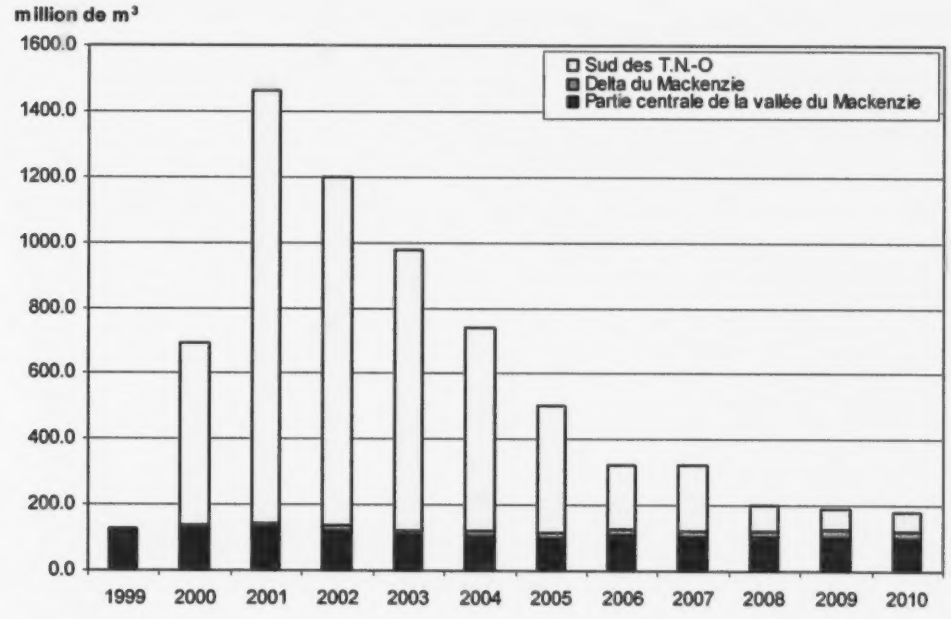


Diagramme 3 : production du gaz



LES REDEVANCES

Les redevances perçues pendant l'année civile 2010 pour la production de pétrole et de gaz sur les terres domaniales dans le Nord se sont élevées à 15 762 287 $ (voir Tableau 9). Ceci représente une baisse de 16,5% par rapport à 2009, principalement due à une diminution de la production.

Tableau 9: redevances ($)

	2006	2007	2008	2009 [2]	2010
Redevances [1]	30 477 442	25 078 071	30 381 061	18 876 656	15 762 287

Note: Les redevances du champ Ikhil ne sont pas incluses. Ikhil est situé sur les terres des Inuvialuit et est administré au nom des Inuvialuit, conformément à l'article 7(94) de la Convention définitive des Inuvialuit.

[1] Le total des redevances comprend les redevances de Norman Wells pour deux tiers de la production, mais pas le profit net de la part de la Couronne dans ce champ.

[2] Les revenus de 2009 comprennent un dépôt de 4 millions de $ par une partie intéressée pour une vérification. La vérification a été complétée en décembre 2010 et le montant total dû sera finalisé en 2011.

Vérifications et évaluations

La Direction générale du pétrole et gaz du Nord gère un programme de vérification et d'évaluation basé sur le risque, dans le cadre duquel on surveille régulièrement et on vérifie périodiquement la soumission des redevances. Une nouvelle vérification a été entreprise en 2010 et deux vérifications entreprises au cours d'années précédentes ont été terminées durant l'année. Une évaluation a été publiée par la suite en conformité avec l'article 61 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Administration des redevances

Un nouveau Système de gestion des redevances (SGR) a été lancé en avril 2010. Cette application sécurisée de présentation de rapports en ligne est utilisée par les indivisaires afin de soumettre les données de production et de vente requises ainsi que pour aider à l'efficacité de l'administration des redevances pétrolières.

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES

Direction générale du pétrole et du gaz du Nord

Veuillez d'abord consulter notre site Web à l'adresse www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/.

Pour obtenir des renseignements plus détaillés, veuillez communiquer avec la source appropriée par téléphone (voir la liste ci-dessous) ou par écrit.

Adresse postale :

Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
Affaires indiennes et du Nord Canada
OTTAWA ON K1A 0H4

Par messager seulement :

Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
Affaires indiennes et du Nord Canada
10 rue Wellington
GATINEAU QC K1A 0H4
Téléphone : 819-997-0877
Télécopieur : 819-953-5828

Information sur le régime de gestion des ressources, des demandes de nominations et de soumissions, et d'autres informations connexes : Gestionnaire, Régime foncier - téléphone : 819-934-9392.

Information sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis de prospection, de production et reliés aux découvertes importantes, les transferts, et les notifications - Registraire - téléphone : 819-997-0048.

Information sur les cartes reliées au pétrole et du gaz du Nord, et sur les données du système d'information géographique : Agent géomaticien 819-934-9394.

Information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques - Géologue pétrolier principal - téléphone : 819-953-8722.

Information sur la politique des redevances et la présentation des redevances - Gestionnaire, Politique financière et Administration des redevances - téléphone : 819-953-8790.

De l'information sur le plan des retombées économiques pour le Nunavut et le large des côtes dans le Nord est disponible auprès de la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord - téléphone : 819-953-2087.

De l'information sur le plan des retombées économiques associées aux nouveaux programmes d'exploration sur les terres dans les Territoires du Nord-Ouest est disponible auprès du bureau régional du ministère dans les Territoires du Nord-Ouest à l'adresse suivante :

Division de la mise en valeur pétrolière
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Affaires indiennes et du Nord Canada
4915, 50e rue, Case postale 1500
YELLOWKNIFE NT X1A 2R3
Téléphone : 867-669-2469 / télécopieur : 867-669-2705

Autres sources d'information

Office national de l'énergie

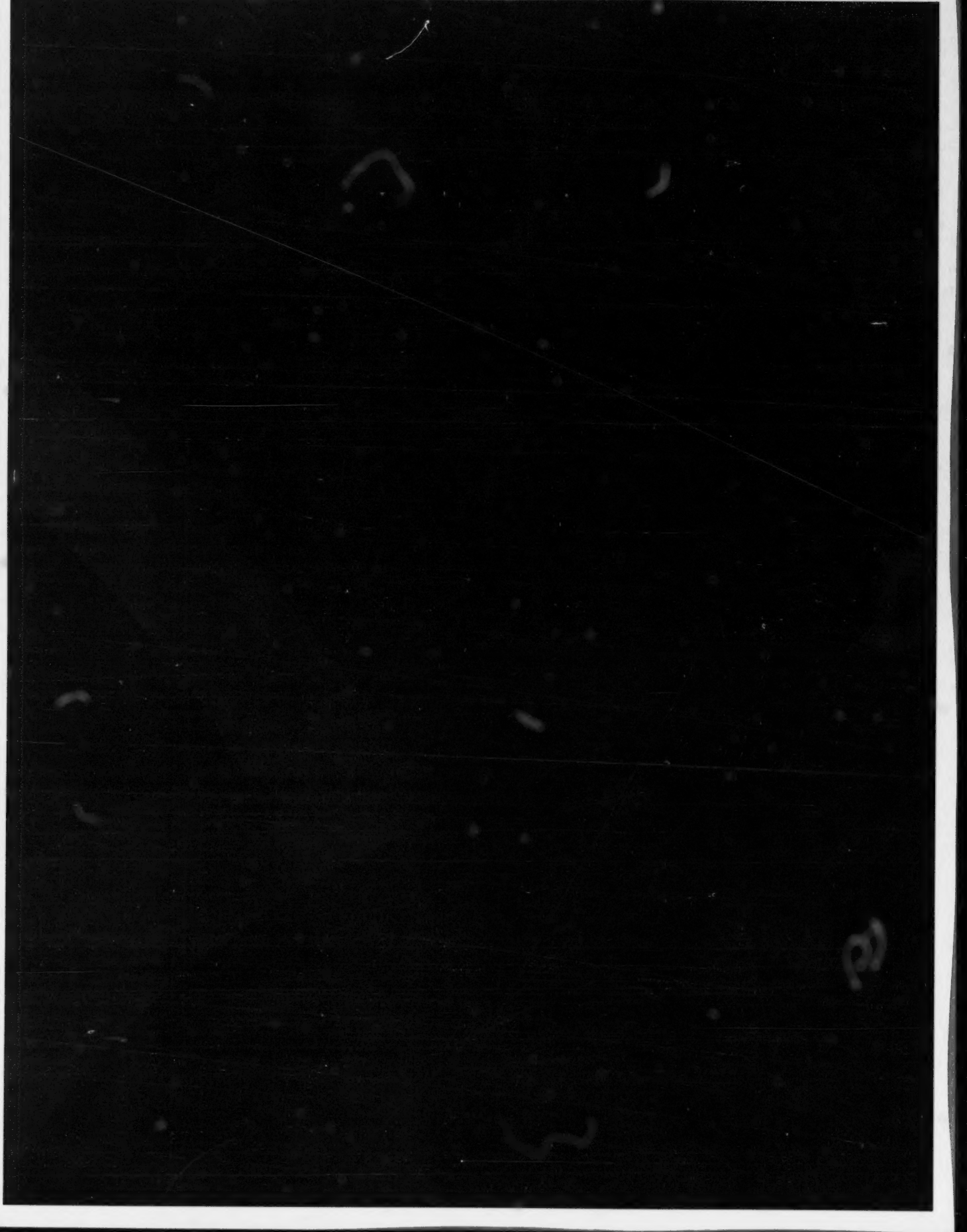
- Le Secteur des opérations est chargé de réglementer l'exploration, la mise en valeur et la production des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.
- Bureau d'information sur les terres domaniales : cartes, information technique, rapports géologiques et géophysiques et rapports et dossiers sur l'histoire des puits.

Office national de l'énergie
444 - 7e Avenue Sud-Ouest
CALGARY AB T2P 0X8
Téléphone : 403-292-4800
Site web : http://www.neb.gc.ca/

Commission géologique du Canada

La Commission géologique du Canada (Calgary) offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à de l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303 - 33e Rue Nord-Ouest
CALGARY AB T2L 2A7
Téléphone : 403-292-7000
Site web : http://gsc.nrcan.gc.ca/org/calgary/

Information sur les géoscience dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :

Commission géologique du Canada, Atlantique
Institut océanographique de Bedford
CP 1006
DARTMOUTH NS B2Y 4A2
Site web : http://gsc.nrcan.gc.ca/org/atlanti